



ABRACEEL

Abertura do Mercado

Brasília, 11 de dezembro de 2018.



ABRACEEL
Associação Brasileira dos
Comercializadores de Energia

ABRACEEL | 97 Associados




91%
 É o Market Share
 ABRACEEL, em volume
 comercializado

A origem do mercado livre no Brasil

- ❑ O mercado livre de energia elétrica foi criado há 23 anos pela Lei 9.074, publicada em 08 de julho de 1995. Os contratos de concessão das distribuidoras foram assinados com exclusividade na prestação do serviço de rede (fio), mas sem exclusividade na comercialização do produto (energia elétrica).

- ❑ Os artigos 15 e 16 estabeleceram o seguinte cronograma de abertura:
 - **Jul/1995**: Demanda de **10.000 kW** e Tensão > 69 kV (somente PIEs)
 - **Jul/1998**: Demanda de **10.000 kW** e Tensão > 69 kV. (qualquer agente de mercado)
 - **Jul/2000** : Demanda de **3.000 kW** e Tensão > 69 kV (consumidores anteriores a jul/95)
 - **Jul/2003**: O **Poder Concedente pode reduzir** os limites de carga e tensão estabelecidos pela Lei 9.074/95¹.

- ❑ A Lei 9.648/98 criou o consumidor especial, com carga superior a **500 kW**².

¹Lei 9.074/95, art. 15: § 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.)

²Houve sucessivas alterações na legislação do consumidor especial, as quais incorporaram outras fontes de energia renovável na comercialização com consumidores acima de 500 kW.

Histórico

❑ Em 1999, a Aneel, que então exercia o papel de Poder Concedente, instaurou a Audiência Pública 10/1999, a qual propunha o seguinte cronograma de abertura do mercado:

▪ **Jul/2003**: Demanda de **50 kW**

▪ **Jan/2005**: Abertura completa do mercado. **Todos Livres**

❑ Após a mudança de governo em janeiro de 2003 e o novo marco do setor elétrico estabelecido pela Lei 10.848/04, o **Poder Concedente deixou de ser competência da Aneel**.

❑ Desde então **o processo de abertura do mercado foi interrompido**, apesar da delegação legal ao Poder Concedente para a redução da elegibilidade.

❑ Somente em 2016 houve nova abertura, através da Lei 13.360, a qual **revogou** a exigência de **69 kV** a partir de janeiro de 2019.

Compete ao Poder Concedente a Abertura do Mercado

Lei 9.074/95, art. 15, § 3º: § 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

Ampliação do Mercado Livre

1) Tarifa de Energia (TE): avaliação de custos ACR x ACL

- ❖ Composição
- ❖ Diferenças ACR x ACL
- ❖ Pmix ACR
- ❖ CDE Energia e Conta ACR
- ❖ Bandeiras Tarifárias
- ❖ Subsídios Tarifários

2) Mercado Potencial ACR: alta tensão

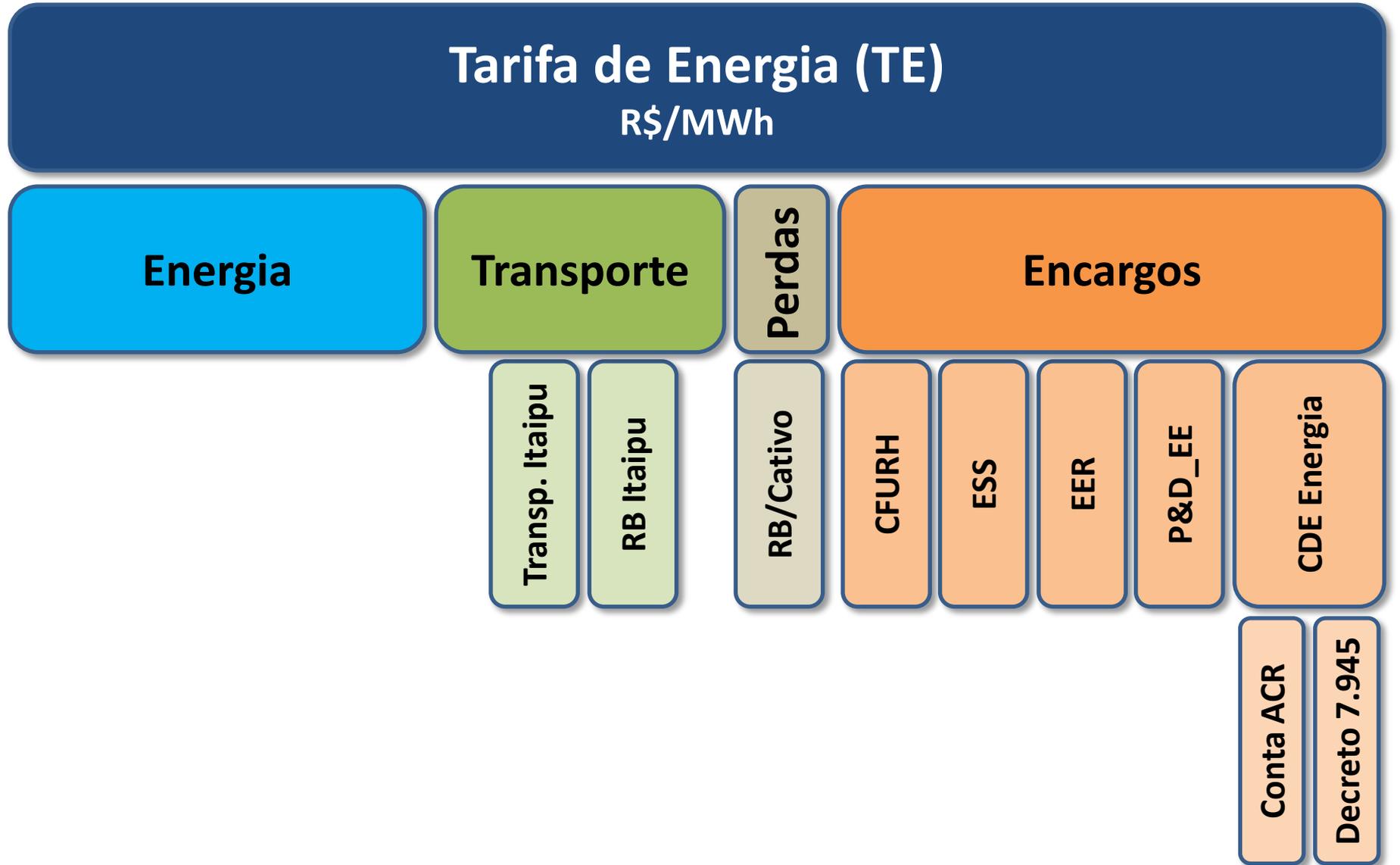
- ❖ Contribuição Abraceel CP 33/2017
- ❖ Migrações 2017/2018
- ❖ ACR por faixa de demanda
- ❖ Consumo ACR por nível de tensão

3) Energia Convencional X Incentivada

- ❖ Metodologia
- ❖ Resultados
- ❖ Referência de Preços ACL

4) Conclusões

Tarifa de Energia (TE)

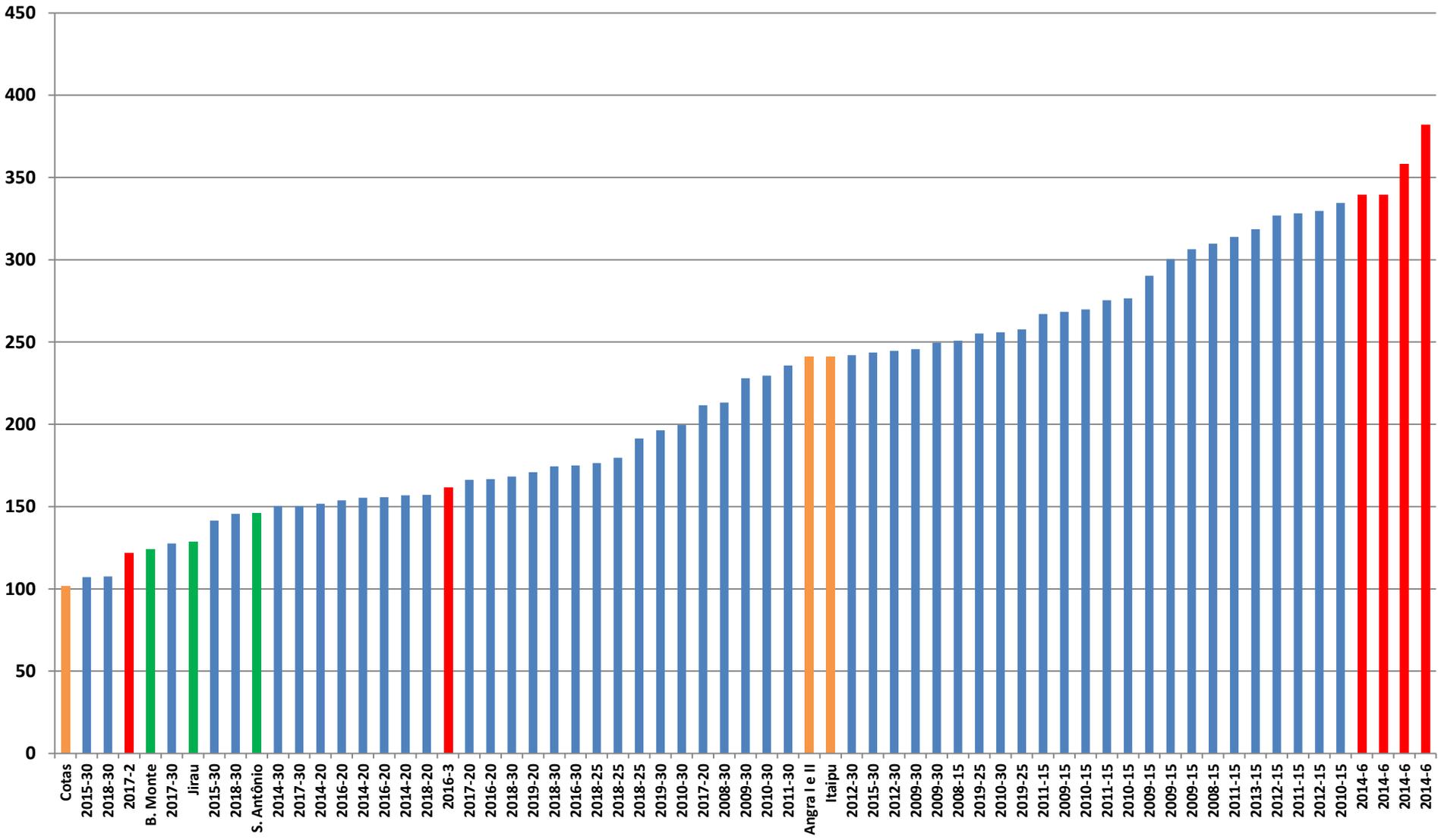


Avaliação de Custos ACR x ACL

Custo	Componente	Cativo	Livre	Ônus p/ Cativo?
TE Energia	Energia	Mix ACR	Preço , livre contratação	Não
TE ENCARGOS	CDE Energia	Até 2019	N/A	Depende do mercado
	Conta ACR	Até Mar/20	N/A	Depende do mercado
	ESS	Dist. paga CCEE e repassa custo	Consumidor paga diretamente na CCEE	Não
	EER	Dist. paga CCEE e repassa custo	Consumidor paga diretamente na CCEE	Não
	P&D_EE	Sobre componentes da TE	Preço do Gerador	Não, há redução da base de cálculo
	CFURH	Relativa às GDs das concessões	Preço do Gerador, livre contratação	Não
TE TRANSPORTE	Transporte de Itaipu	Conexão da UHE Itaipu	Preço do Gerador, livre contratação	Não
	Rede Básica de Itaipu	Must da UHE Itaipu	Preço do Gerador, livre contratação	Não
TE PERDAS	Perdas RB / mercado cativo	Dist. contrata (mix) e repassa custo	Preço / CCEE	Não

Contratos ACR (CCEARs e Cotas)

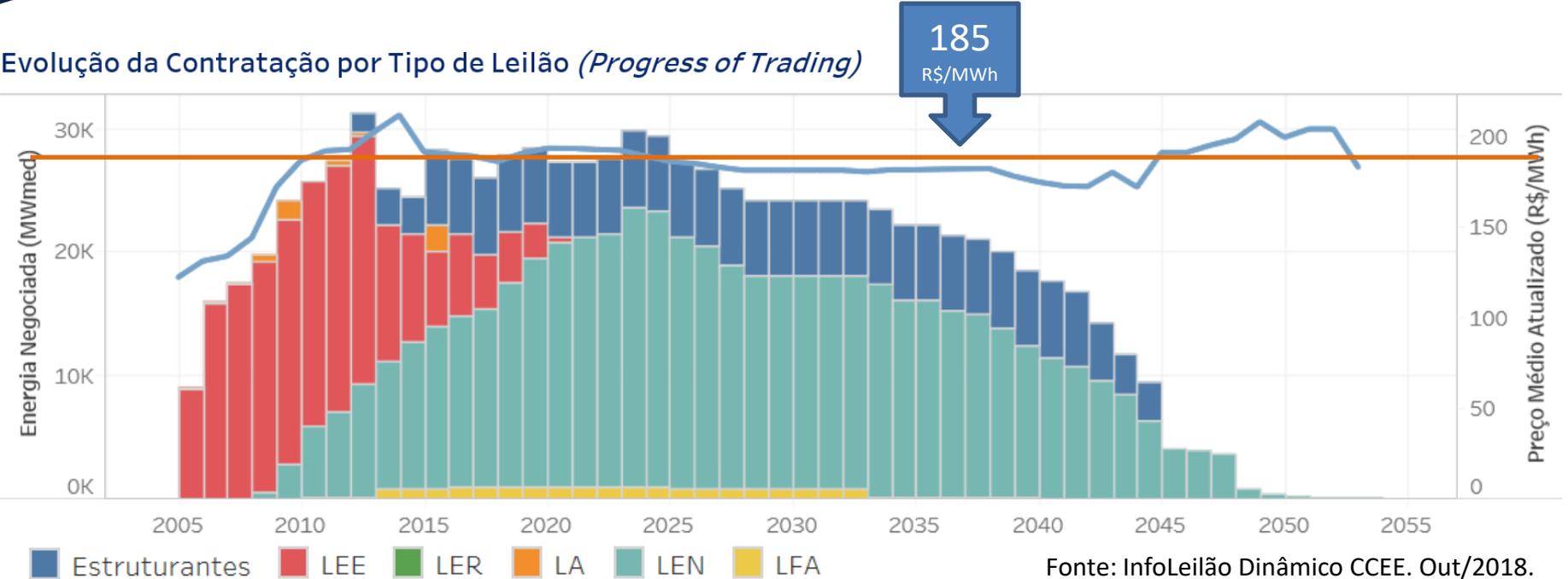
Preço Atual dos contratos no ACR (R\$/MWh)



* Não inclui risco hidrológico

Pmix ACR

Evolução da Contratação por Tipo de Leilão (*Progress of Trading*)



Contrato	MWm	R\$/MWh (2018)
Itaipu	6.876	252,67
Cotas	11.051	101,43
Angra I e II	1.572	240,80
Bilaterais	4.815	229,67
Subtotal	24.315	178,60
Leilões	27.603	185,18
TOTAL	51.918	182,10

Avaliação de Custos ACR x ACL – CDE Energia e Conta ACR

	CDE Energia	Conta ACR
Origem	Empréstimos Tesouro Nacional: R\$ 11,3 bilhões	Empréstimos bancários: R\$ 21,2 bilhões (3 tranches)
Cobrança	Última parcela (1/4) inserida na CDE 2019 (R\$ 900 milhões)	Até março de 2020
Período	2013 e Janeiro de 2014	Fevereiro a Dezembro de 2014
Rubricas	<ul style="list-style-type: none">✓ Exposição Involuntária✓ ESS_SE✓ Risco Hidrológico✓ CVA (Energia e ESS)	<ul style="list-style-type: none">✓ Exposição Involuntária✓ CCEARs por disponibilidade

❖ **Decisão política** que reduziu artificialmente custos incorridos para atendimento dos consumidores cativos nos anos de 2013 e 2014.

❖ Tarifa efetivamente cobrada pelas distribuidoras depende da evolução do mercado cativo (MWh): **Migrações X Novos Consumidores**.

Bandeiras Tarifárias

Custos suportados:

- a) CCEARs por disponibilidade
- b) Exposição no MCP
- c) ESS DFOM e Teto PLD
- d) GSF - Cotas
- e) GSF - Itaipu
- f) GSF - CCEARs repactuados

**Não há distorção
Cativo x Livre**

*Todos os custos são integrantes da Tarifa de Energia. No ACL tais custos estão embutidos no preço da energia contratada ou são arcados diretamente pelos consumidores livres na CCEE (ESS e exposição MCP).

Avaliação de Custos ACR x ACL – Subsídios Tarifários

Subvenção da CDE:

- ✓ Residencial baixa renda
- ✓ Gerador e consumidor de fonte incentivada
- ✓ Atividade de irrigação e aquicultura em horário especial
- ✓ Distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano
- ✓ Serviço público de água, esgoto e saneamento
- ✓ Classe rural
- ✓ Subclasse cooperativa de eletrificação rural
- ✓ Subclasse de serviço público de irrigação

**Não há distorção
Cativo x Livre**

Até 2012

- Descontos tarifários arcados pelos próprios consumidores das distribuidoras (exceto baixa renda)
- Tarifas majoradas para compensar os descontos da própria área de concessão
- **Impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiado e subsidiante (Tusd e TE por área de concessão)**

A partir de 2013

- Recuperação dos descontos via CDE
- Todos os consumidores do SIN passaram a contribuir com o rateio dos subsídios tarifários
- **Valor independente do ambiente de contratação e do mercado subsidiado da área de concessão onde o consumidor está localizado**

1) Tarifa de Energia (TE): avaliação de custos ACR x ACL

Tarifa de Energia - Conclusões

Não há custos não isonômicos na Tarifa de Energia (TE) que onerem os demais consumidores cativos quando ocorre migração para o mercado livre. As únicas exceções são as CDEenergia e Conta ACR:

- ❖ **CDEenergia e Conta ACR:** se encerram respectivamente em 2019 e março/2020 e refletem custos de Compra de Energia e ESS incorridos pelas distribuidoras em 2013/14
- ❖ **ESS, EER e Perdas na RB:** são custeados diretamente pelos consumidores na CCEE
- ❖ **P&D:** Não há elevação de P&D para os demais consumidores cativos
- ❖ **Transporte e MUST Itaipu:** relativos à comercialização de energia no centro de gravidade
- ❖ **Bandeiras Tarifárias:** recuperam custos de compra de energia e ESS
- ❖ **Subsídios Tarifários:** são custeados por todos os consumidores (Cativos e Livres) via CDE
- ❖ **Pmix:** Preço Médio atual de compra de energia das distribuidoras na ordem de R\$ 182 por MWh. Contratos ACR mais caros se encerram em 2019 (Energia Existente) e entre os anos de 2022 e 2027 (Térmicas a Óleo por Disponibilidade).

Ampliação do Mercado Livre

1) Tarifa de Energia (TE): avaliação de custos ACR x ACL

- ❖ Composição
- ❖ Diferenças ACR x ACL
- ❖ Pmix ACR
- ❖ CDE Energia e Conta ACR
- ❖ Bandeiras Tarifárias
- ❖ Subsídios Tarifários

2) Mercado Potencial ACR: alta tensão

- ❖ Contribuição Abraceel CP 33/2017
- ❖ Migrações 2017/2018
- ❖ ACR por faixa de demanda
- ❖ Consumo ACR por nível de tensão

3) Energia Convencional X Incentivada

- ❖ Metodologia
- ❖ Resultados
- ❖ Referência de Preços ACL

4) Conclusões

Contribuição da Abraceel à CP MME 033/2017

Faixa	Consumidores	MWm	% SIN
Demanda > 3.000 kW	245	2.186	3,5%
3.000 kW > D > 2.000 kW	236	708	1,1%
2.000 kW > D > 1.000 kW	1.295	1.138	1,8%
1.000 kW > D > 500 kW	5.180	1.707	2,7%
400 kW > Demanda > 500 kW	1.728	427	0,7%
75 kW < Demanda > 400 kW	22.758	3.972	6,3%
Demanda < 75 kW	151.151	441	0,7%

Fonte: Abraceel/Thymos. Base mai/2017.

Migrações de junho/17 a outubro/18

Faixa (kW médios)	Mercado (MW médios)	Consumidores	% SIN
0-400	300	492 (2.289 UCs)	0,48%
400-1000	212	361	0,34%
1000-3000	108	76	0,17%
>3000	3	1	0,00%
TOTAL	623	930	0,99%

Fonte: InfoMercado CCEE.

Mercado Potencial (ACR)

Mercado ACR Potencial (Agosto 2018)

Faixa	Consumidores	MWm	% SIN
Demanda > 3.000 kW	219	1.959	3,11%
3.000 kW > D > 2.000 kW	211	672	1,07%
2.000 kW > D > 1.000 kW	1.149	1.031	1,64%
1.000 kW > D > 500 kW	4.939	1.566	2,49%
75 kW > Demanda > 500 kW	23.994	3.723	5,91%
Demanda < 75 kW	156.498	441	0,70%
TOTAL Alta Tensão	187.010	9.392	14,91%

Fonte: Abraceel/Thymos, Aneel/SAMP e InfoMercado CCEE.

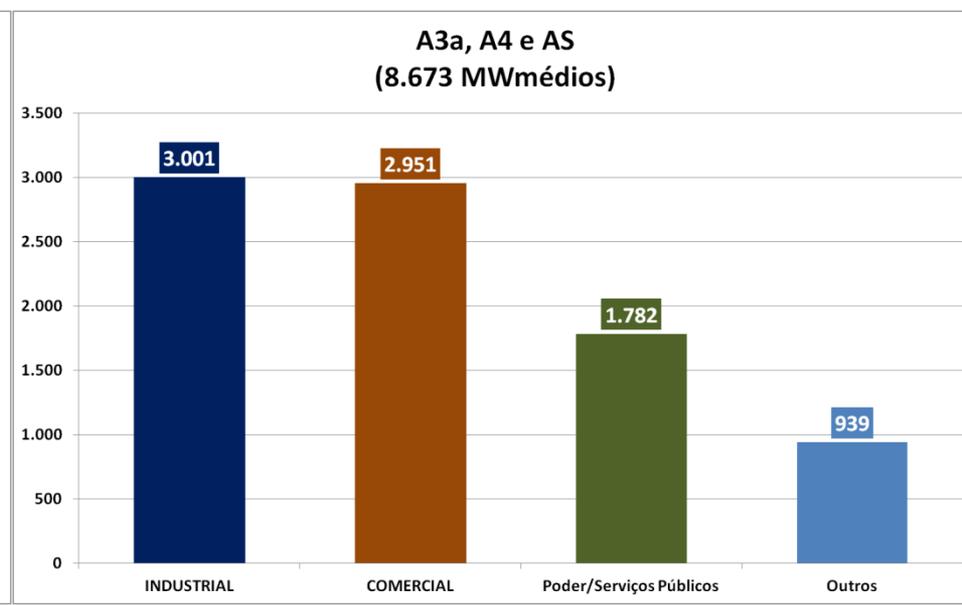
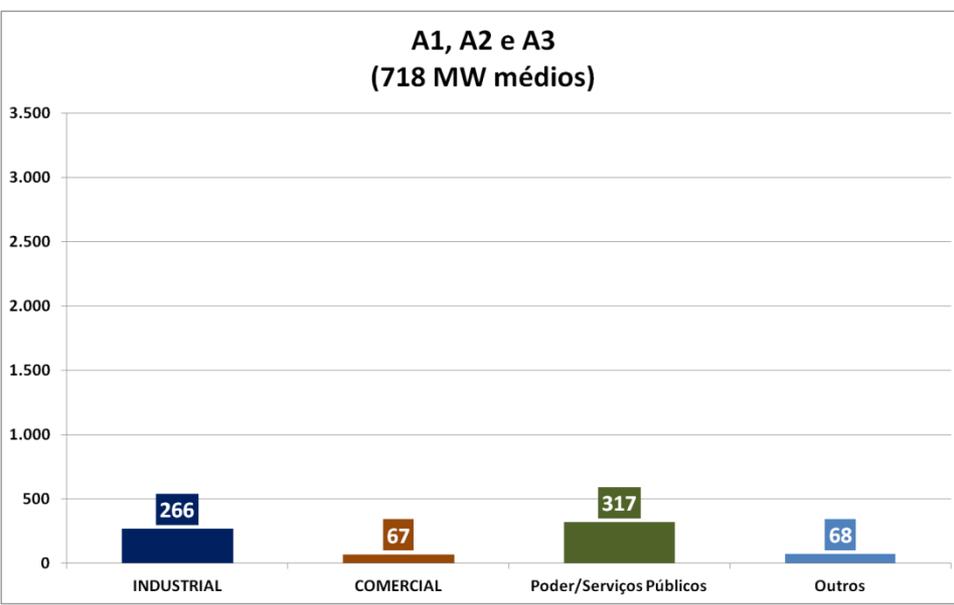
Reserva de Mercado no ACR:

- ❖ **6.299** Consumidores
- ❖ **3.269** MWmédios (5,2%)

Mercado Potencial (ACR)

Mercado Cativo por Nível de Tensão

Nível	Mercado (MW médios)	Participação	Média Consumo (kW médios)
A1	53	0,6%	10.512
A2	403	4,3%	1.554
A3	263	2,8%	1.036
A4	8.673	92,4%	47
TOTAL	9.392	100,0%	



2) Mercado Potencial ACR: alta tensão

Mercado Potencial - Conclusões

Existem aproximadamente **6.300 consumidores** cativos que podem se beneficiar com a redução do requisito de migração de consumidores livres para 500 kW, o que representa **3.000 MW médios (5,2%)** do SIN.

Esses consumidores já podem migrar para o mercado livre, porém **atualmente só podem adquirir energia especial** com ou sem incentivo na TUSD/TUST (Renováveis até 50 MW).

Apesar do ritmo acelerado, nos últimos **17 meses** houve a migração de 930 consumidores especiais, com carga equivalente a **0,99% do SIN**.

No ambiente cativo, **92,5%** do mercado de alta tensão está concentrado na Média Tensão (A3a, A4 e AS).

A abertura total do **Grupo "A" representa 6,6%** da carga do SIN (30 a 500 kW).

Ampliação do Mercado Livre

1) Tarifa de Energia (TE): avaliação de custos ACR x ACL

- ❖ Composição
- ❖ Diferenças ACR x ACL
- ❖ Pmix ACR
- ❖ CDE Energia e Conta ACR
- ❖ Bandeiras Tarifárias
- ❖ Subsídios Tarifários

2) Mercado Potencial ACR: alta tensão

- ❖ Contribuição Abraceel CP 33/2017
- ❖ Migrações 2017/2018
- ❖ ACR por faixa de demanda
- ❖ Consumo ACR por nível de tensão

3) Energia Convencional X Incentivada

- ❖ Metodologia
- ❖ Resultados
- ❖ Referência de Preços ACL

4) Conclusões

Energia Convencional X Incentivada

Simulação do Custo Médio (R\$/MWh) da fatura considerando as seguintes opções de contratação:

- Cativo
- Livre Convencional
- Especial Incentivado 50%

Tarifas ACR

- Tarifas vigentes: processo tarifário 2018
- Não considera custos de **ESS/EER/PerdasRB** na Tarifa de Energia. Valores são arcados diretamente pelos consumidores na CCEE.

Distribuidoras Avaliadas (mercado significativo de fontes incentivadas):

- Cemig
- Celpe
- Coelba
- Copel
- Elektro
- Enel-RJ
- Light
- RGE Sul

Energia Convencional X Incentivada

Premissas:

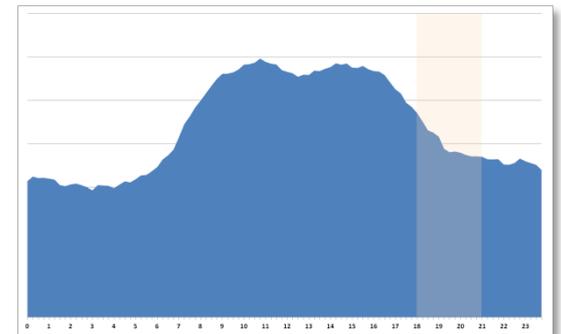
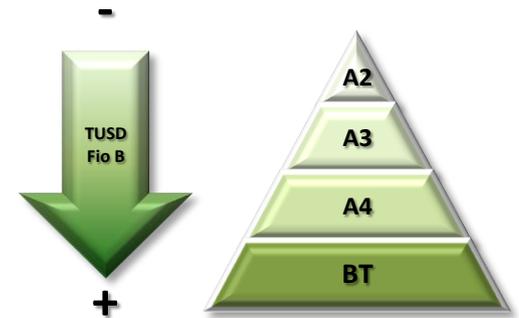
- Nível Tarifário **A4**
- Tarifa **Azul**
- Modulação P/FP: **10%**
- Fator de Carga: **60%**

Energia Incentivada:

- Desconto de 50% na TUSD_Fio

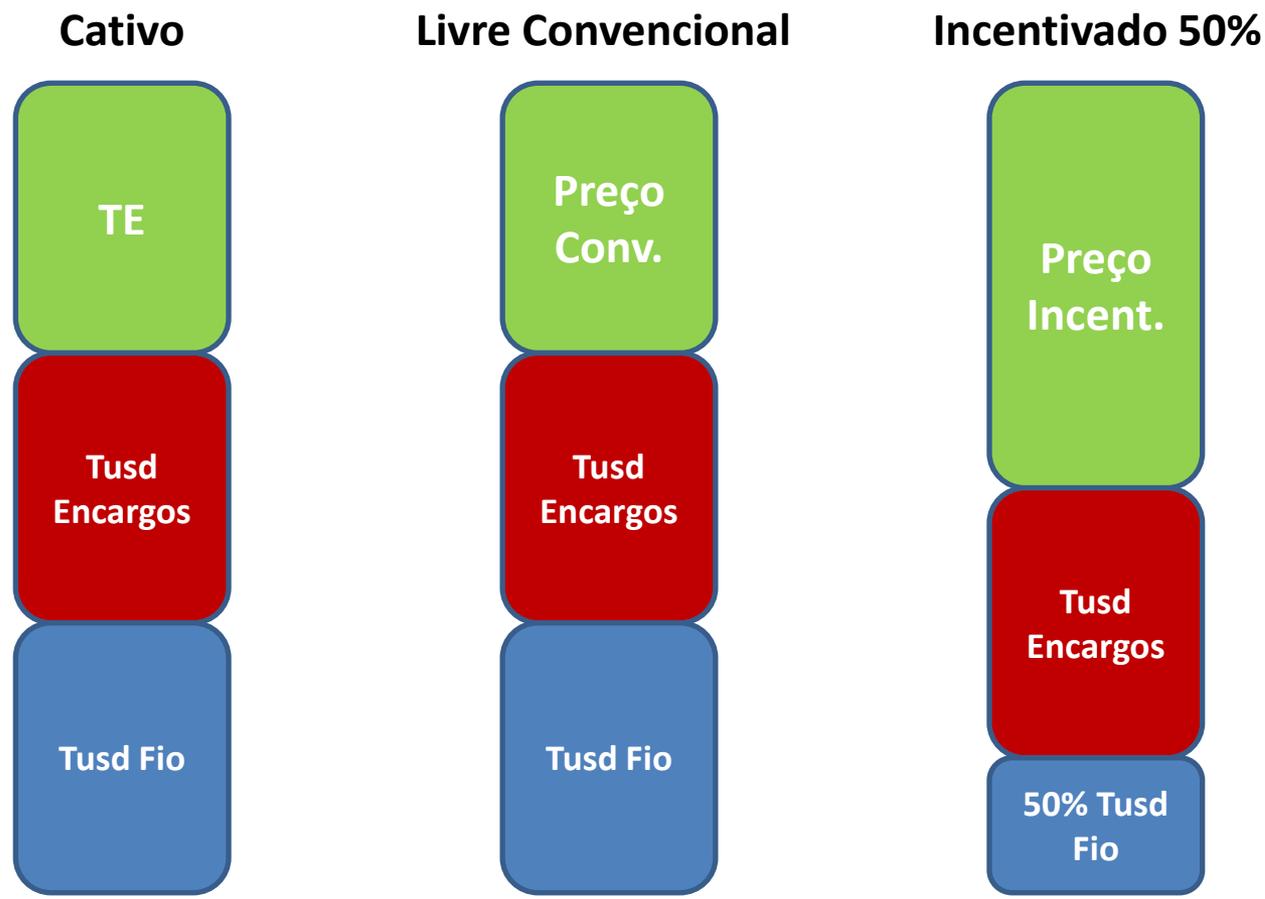
Preços ACL:

- **Curva de Longo Prazo Dcide** Convencional e Incentivada 50%.



Energia Convencional X Incentivada

Competitividade: Cativo X Convencional X Incentivada 50%



Dcide: Boletim Semanal da Curva Forward

24-10-2018 / **Semana 43**



Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh	Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual
Convencional Trimestre ¹	122,26	-22,16% ▼	-42,73% ▼	-60,82% ▼
Convencional Longo Prazo ²	162,34	-0,98% ▼	-0,79% ▼	0,58% ▲
Incentivada 50% Trimestre ¹	156,38	-17,73% ▼	-34,76% ▼	-57,00% ▼
Incentivada 50% Longo Prazo ²	203,34	-0,88% ▼	-1,30% ▼	-2,06% ▼
PLD da semana (SE ponderado)	229,71	-15,01% ▼	-53,28% ▼	-56,97% ▼

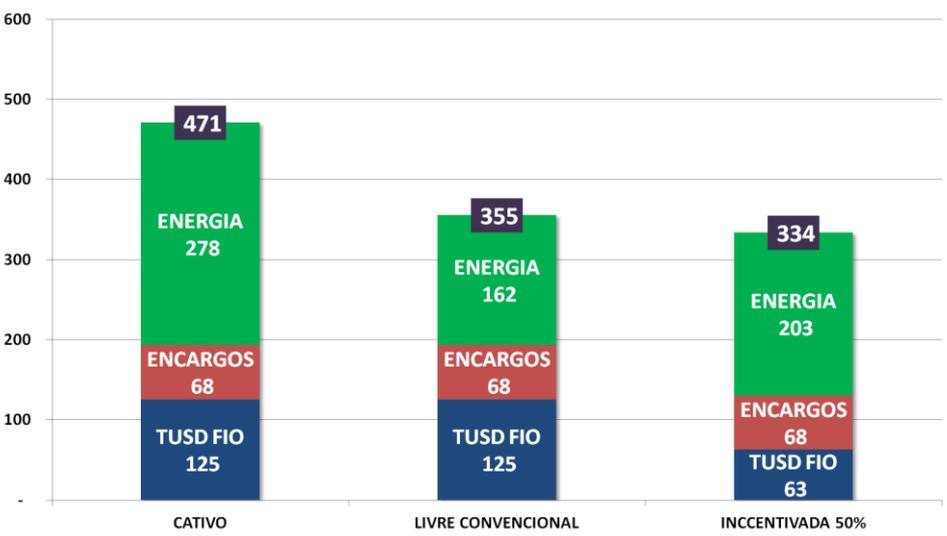
¹ Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de Novembro/2018 a Janeiro/2019 (trimestre móvel)

² Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2020 a 2023 (longo prazo).

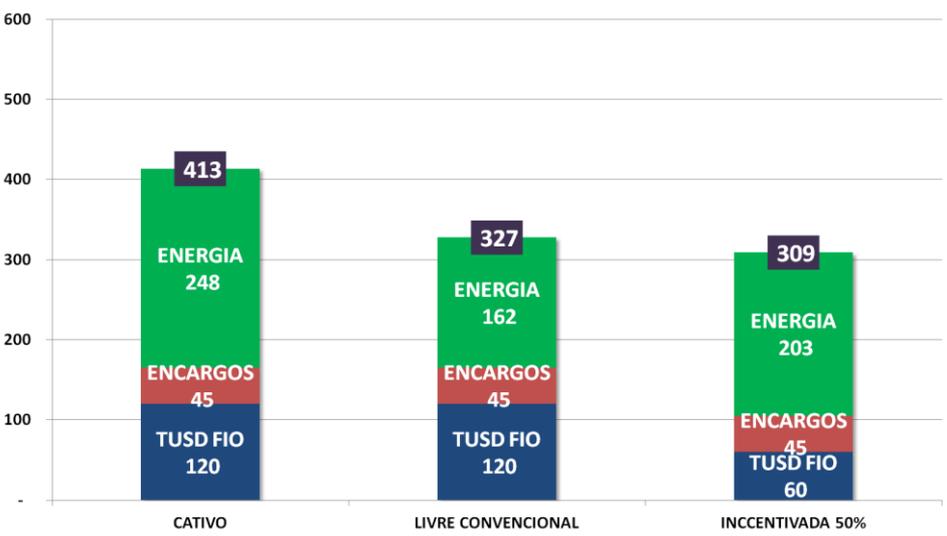
Fonte: Pesquisa de preços Dcide 22-10-2018.

Energia Convencional X Incentivada

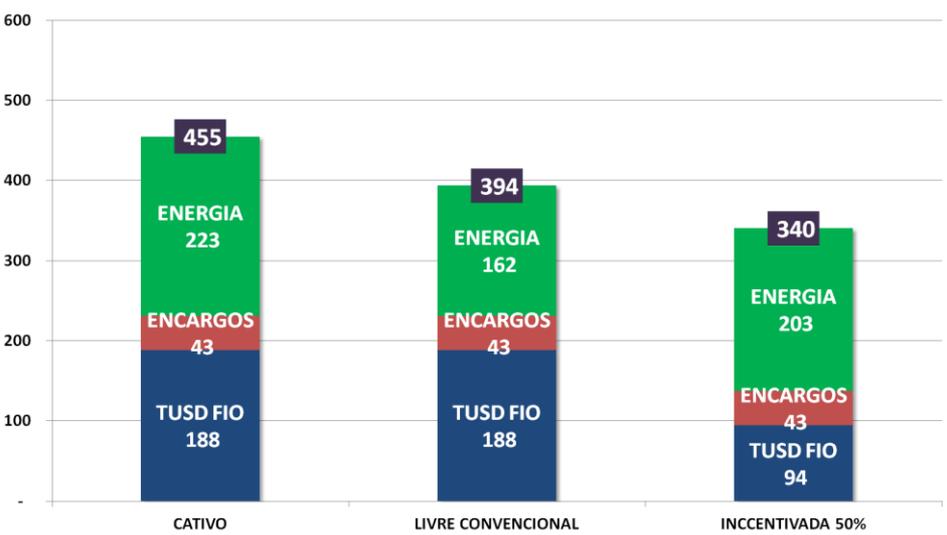
CEMIG 2018



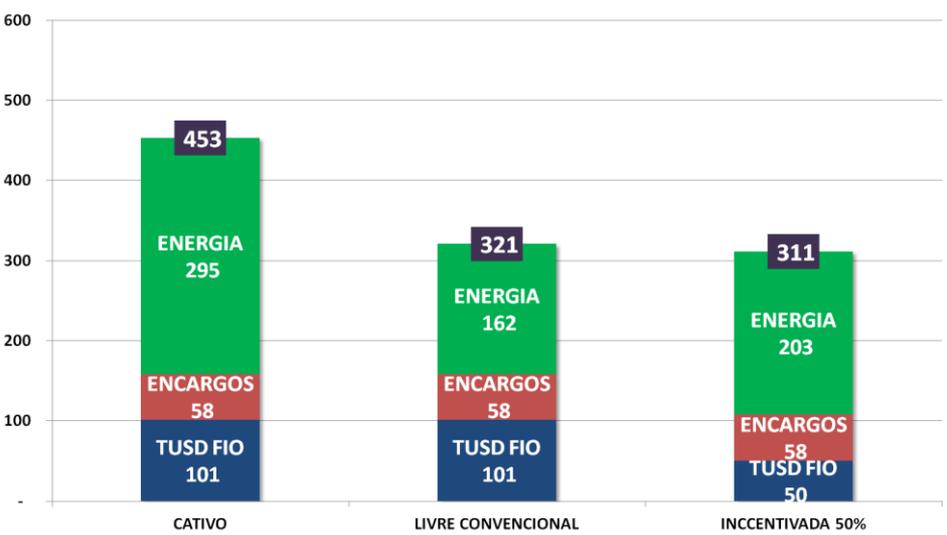
CELPE 2018



COELBA 2018

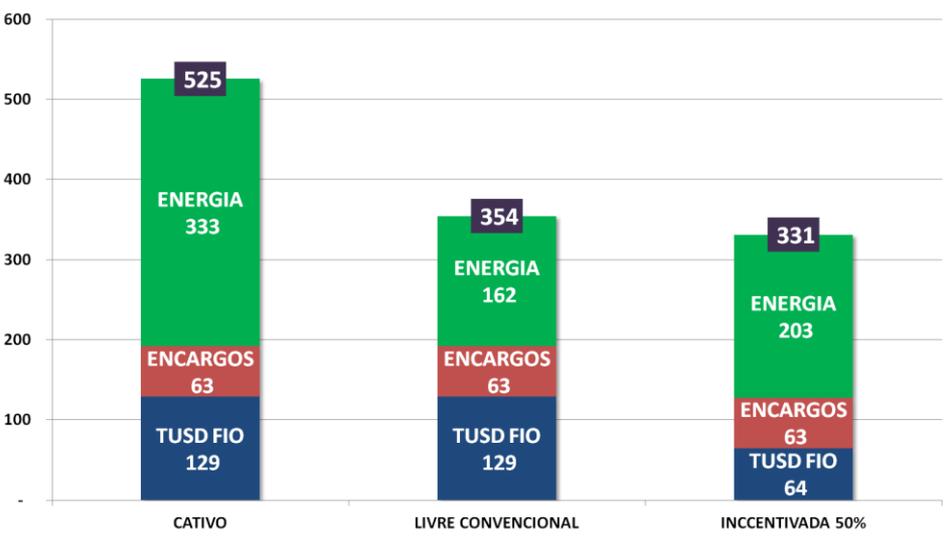


COPEL 2018

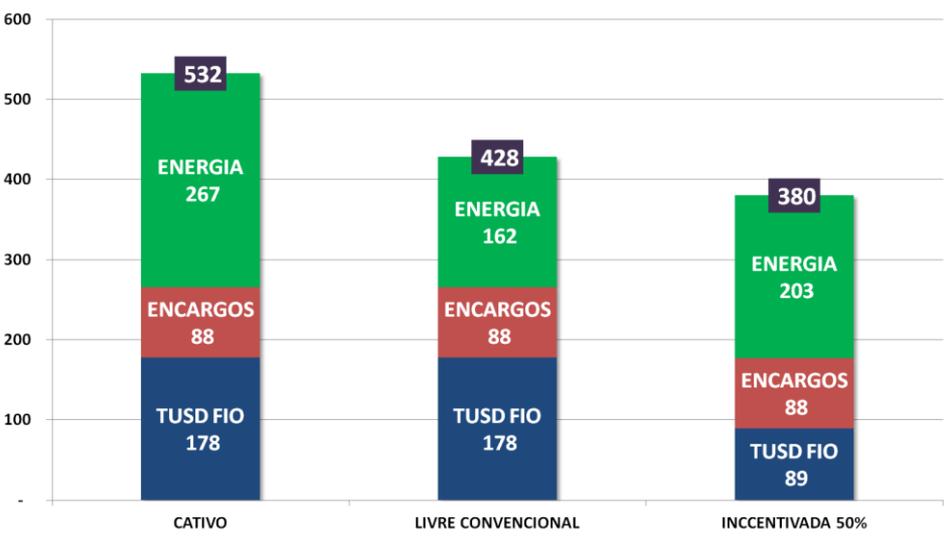


Energia Convencional X Incentivada

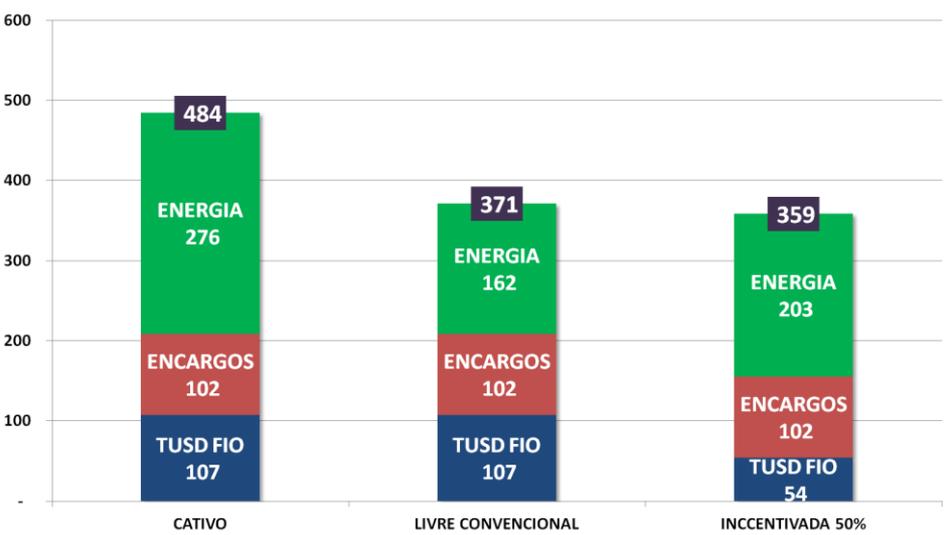
ELEKTRO 2018



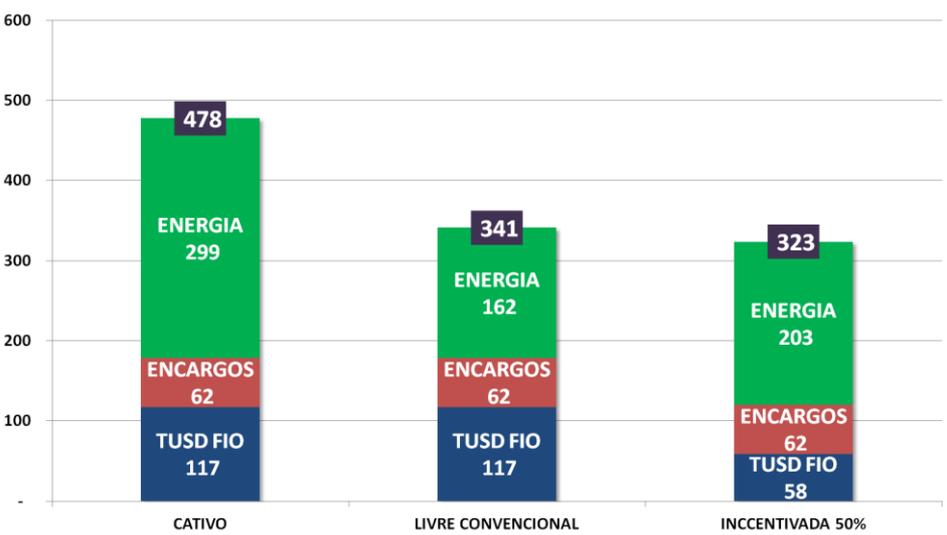
ENEL-RJ 2018



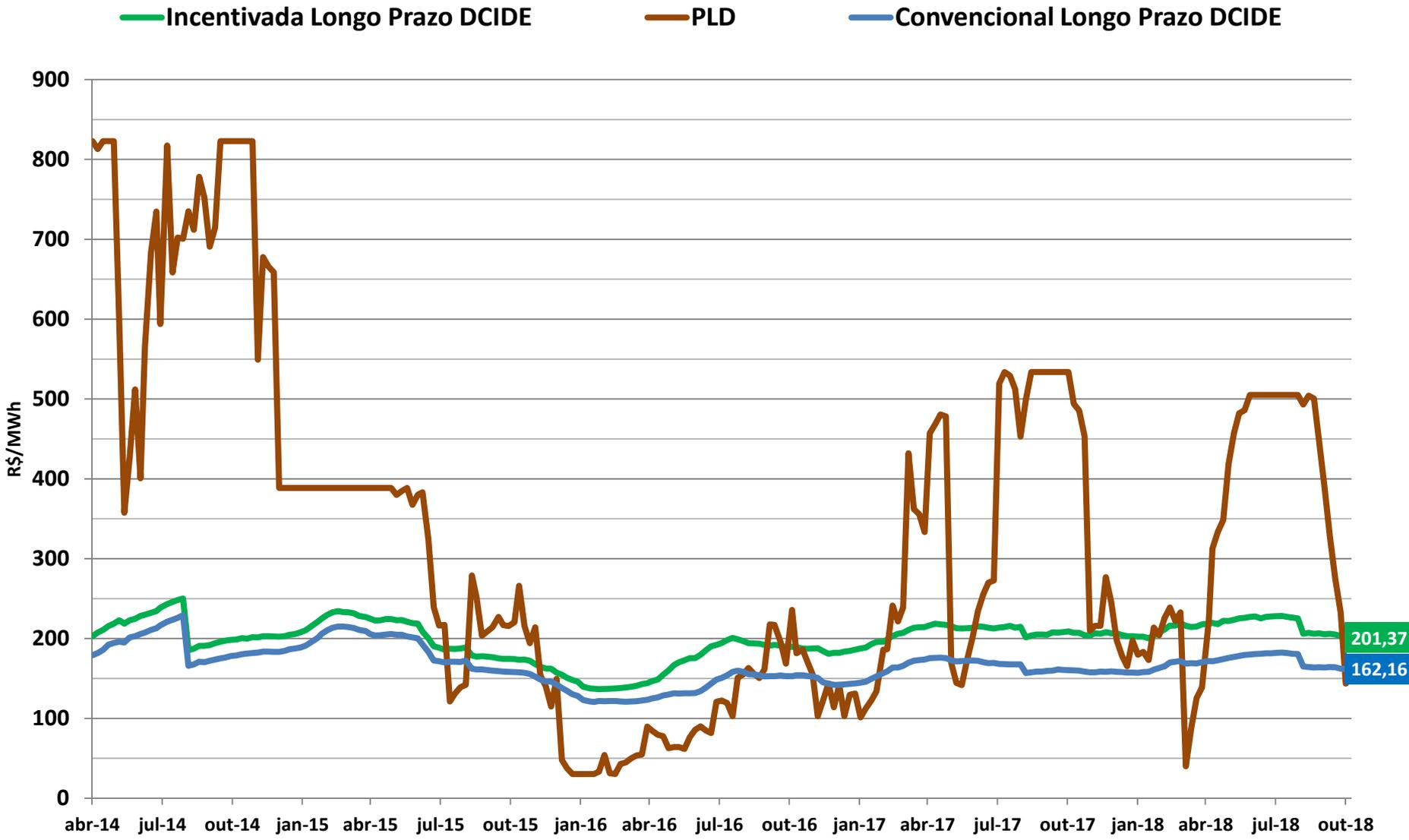
LIGHT 2018



RGE SUL 2018



Energia Convencional X Incentivada



Fonte: Dcide/Abraceel

3) Energia Convencional X Incentivada: simulações

3) Energia Convencional X Incentivada - Conclusões

A eliminação da reserva de mercado **não afeta a competitividade da energia incentivada** em condições normais de mercado.

Conforme avaliado, a **energia incentivada** continua sendo a **opção mais vantajosa para a migração** dos consumidores na Média Tensão, considerando as tarifas vigentes e as referências de preços de longo prazo do mercado livre.

Porém, **em situações de Spread elevado**, quando há de escassez de lastro de energia especial no curto prazo, o **consumidor se beneficia** com a possibilidade de aquisição de energia convencional no mercado.

Além disso, a possibilidade de aquisição de energia convencional **amplia a liquidez** do mercado livre e **evita crises de papel** na contratação de lastro.

Ampliação do Mercado Livre

1) Tarifa de Energia (TE): avaliação de custos ACR x ACL

- ❖ Composição
- ❖ Diferenças ACR x ACL
- ❖ Pmix ACR
- ❖ CDE Energia e Conta ACR
- ❖ Bandeiras Tarifárias
- ❖ Subsídios Tarifários

2) Mercado Potencial ACR: alta tensão

- ❖ Contribuição Abraceel CP 33/2017
- ❖ Migrações 2017/2018
- ❖ ACR por faixa de demanda
- ❖ Consumo ACR por nível de tensão

3) Energia Convencional X Incentivada

- ❖ Metodologia
- ❖ Resultados
- ❖ Referência de Preços ACL

4) Conclusões

Ampliação do Mercado Livre

Considerações Finais

Não há custos não isonômicos na Tarifa de Energia (TE) que onerem os demais consumidores cativos quando ocorre migração para o mercado livre. As únicas exceções são a CDEenergia e Conta ACR, que se encerram no próximo ano.

Existem aproximadamente **6.300** consumidores cativos que podem se beneficiar com a redução do requisito de migração de consumidores livres para 500 kW, o que representa **3.000 MW médios (5,2%)** do SIN. Redução do limite não afeta a contratação das distribuidoras, considerando que esses consumidores já podem migrar para o mercado livre especial.

A **eliminação da reserva de mercado não afeta a competitividade da energia incentivada** em condições normais de mercado. Porém, em situações de escassez de lastro de energia especial, o consumidor se beneficia com a possibilidade de aquisição de energia convencional.

Proposta: Fim da reserva de mercado a partir de 1º de janeiro de 2019, com a redução do limite do mercado livre convencional para 500 kW.



abraceel@abraceel.com.br
www.abraceel.com.br



ABRACEEL
Associação Brasileira dos
Comercializadores de Energia